

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Оптимизация режима работы дожимной насосной станции на Аганском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.8.054(571.122)

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Антощенко Александр Эдуардович		

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	К.Х.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Антощенко Александр Эдуардович

Тема работы:

Оптимизация режима работы дожимной насосной станции на Аганском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20.04.2021 г., №110-32/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021 г.
--	---------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	<p>Объект исследования является опасный производственный объект площадка насосной станции Аганского месторождения. Изучения подлежит весь нормативно технический пакет документов эксплуатации дожимной насосной станции. Система поддержания пластового давления Аганского месторождения.</p>
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Задачей моей работы является: 1 Анализ оптимизации работы дожимной насосной станции Аганского месторождения 2 Анализ всех показателей подготовки скважинной продукции 3 Оптимизация процессов на объекте 4 Расчет проектных решений
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	22.04.21 г.
---	-------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к.х.н.		22.04.21 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Антощенко Александр Эдуардович		22.04.21 г.

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа 103 страниц, в том числе 25 рисунков, 9 таблиц. Список литературы включает 34 источника.

Ключевые слова: дожимная насосная станция, нефть, газ, подтоварная вода, месторождение, нефтепродукты.

Объектом исследования является опасный производственный объект площадка дожимной насосной станции Аганского месторождения, ее конструктивные особенности и методы модернизации и оптимизации процесса подготовки нефти, воды и газа.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение проектной, технологической и эксплуатационной документации дожимной насосной станции и нормативно-правовой документации объекта, сравнительный анализ и методы направлены на решение выявленных проблем.

В ходе выполнения было предложено проектные решения направленные на повышение эффективности компании, создание конкурентоспособности и стабильности в тяжелые времена для всей отрасли нефтегазовой промышленности.

### Обозначения, определения и сокращения

АБК	- административно-бытовой комплекс
БККН	- блок контроля качества нефти
БКСА	- блочная компрессорная станция автоматизированная
БРХ	- блок реагентного хозяйства
ГВС	- газо-воздушная смесь
ГЖ	- горючая жидкость
ГС	- сепаратор газовый
ДЕ	- дренажная емкость
ДКЕ	- дренажно-канализационная емкость
ДНС	- дожимная насосная станция
ЕИ	- емкость ингибитора
ЕП	- емкость подземная
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика
КР	- камера расширительная
КС	- компрессорная станция
КСУ	- концевая сепарационная установка
ЛВЖ	- легковоспламеняющаяся жидкость
НВ	- насос вихревой/винтовой
НГС	- сепаратор нефтегазовый
НД	- насос дозировочный
НКПРП	- нижний концентрационный предел распространения пламени
НКУ	- низковольтные комплектные устройства
НМУ	- неблагоприятные метеорологические условия
НПВ	- нижний предел взрываемости
НС	- насосная станция
ПДВ	- предельно допустимые выбросы
ПДК	- предельно-допустимая концентрация
ПМЛА	- план мероприятий по локализации и ликвидации аварий

ППУА	- передвижная паровая установка
ППиСН	- пункт подготовки и сбора нефти
ПС	- пожарная сигнализация
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РВС	- резервуар вертикальный стальной
СППК	- сбросный пружинный предохранительный клапан
ТО	- техническое обслуживание
УПСН	- Управление по подготовке и сдаче нефти
УУГ	- узел учета газа
ОУУН	- узел учета нефти
ЦДНГ	- цех добычи нефти и газа
ЦИТС	- центральная инженерно-техническая служба
ЦНС	- центробежный насос секционный
ЦППД	- цех поддержания пластового давления

## Содержание

Реферат	6
ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.	13
1.1 Краткая информация об объекте исследования	13
1.2 Состав производственного объекта	14
1.3 Описание технологического процесса	16
1.4 Технологическая линия подготовки попутного нефтяного газа	28
1.5 Технологическая линия подготовки подтоварной воды	31
1.6. Технологические норма работы ДНС	33
1.7. Параметры физико-химических свойств пластовой продукции	36
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	44
2.1 Географическое расположение	44
2.2 История освоения месторождения	48
2.3 Геологическая характеристика месторождения	45
2.4 Сведения о запасах и свойств пластовых флюидов	48
3 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.	54
3.1 Анализ выявленных проблем	
3.2 Оптимизация процесса подготовки подтоварной воды	54
3.3 Внедрение коалесцирующих устройств	56
3.4. Оптимизация затрат в процессе поддержания пластового давления	
61	
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	67
4.1. Оценка рентабельности выполнения проектных решений	67



4.2 Анализ затрат и реализация проектных решений	67
4.3 Расчет затрат и экономический эффект от внедрения коалисцирующих устройств	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
5.1 Производственная безопасность при эксплуатации объекта	72
5.2 Методы и средства защиты работников от производственных опасностей	82
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4 Экологическая безопасность	91
5.5. Электробезопасность и молнизащита	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

## ВВЕДЕНИЕ

«Мегионнефтегаз» – современное нефтегазодобывающее предприятие, осуществляющее разработку нефтегазовых месторождений на территории Нижневартовского, Сургутского и Нефтеюганского районов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В зоне производственной деятельности мегионских нефтяников 28 лицензионных участков, на 13 из которых «Мегионнефтегаз» работает на основании договоров об оказании операторских услуг.

ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» располагает большим разнообразным хозяйством: многочисленные сооружения основного производственного назначения, обеспечивающие добычу, сбор и подготовку нефти к транспортированию, сбор, очистку и утилизацию нефтяного газа, подготовку к закачке в пласт пластовых, сточных и пресных вод, а также вспомогательные сооружения и службы: энергохозяйство, связь, механические, мастерские и транспорт.

Как и многие нефтяные компании в действующее время испытывают трудности связанные с пандемией COVID-19, падение цены и спроса на нефть, ограничение добычи в рамках ОПЕКС+, ежегодный рост себестоимости добычи нефти ставит под рентабельности весь процесс добычи нефти и газа на месторождении.

Объект исследования : дожимная насосная станция Аганского месторождения. Год ввода в действие: 1985.

Целью данной работы является анализ оптимизации работы эффективности дожимной насосной станции на Аганском месторождении.

Задачей моей работы является изучение всех технических показателей технологического процесса, реинжиниринг дожимной насосной станции направленный на повышение эффективности и снижение эксплуатационных затрат компании.

Дожимная насосная станция Аганского месторождения выполняет следующие функции: сбор газонасыщенной обводненной нефти с кустов скважин, прием жидкости с ДНС-3 Аганского месторождения, сепарация попутного нефтяного газа, транспорт газа на Нижневартовский ГПЗ (газ на ГПЗ подается через пункт подготовки с сбора нефти Аганского месторождения), предварительный сброс пластовой воды, насосный транспорт предварительно обезвоженной нефти на пункт подготовки с сбора нефти Аганского месторождения, насосный транспорт подтоварной воды на КНС.

Основная цель ВКР – анализ оптимизации эффективности работы дожимной насосной станции на дожимной насосной станции Аганского месторождения, изучить технологический процесс и качество подготавливаемой продукции, а также модернизацию процесса для решения выявленных проблем и сокращение эксплуатационных и капитальных затрат.

Для достижения цели решены следующие задачи:

- Анализ факторов влияющих на качество продукции объекта;
- Анализ всего технологического процесса подготовки нефти, воды и газа.
- Анализ экономических показателей работы дожимной насосной станции;
- Совершенствование методов и способов модернизации технологического оборудования;
- Расчет экономической эффективности внедрения предложенных проектных решений
- Проведена оценка мер по соблюдении действующего законодательства в области охране труда, промышленной и экологической безопасности на производстве.



## 1.2. Состав производственного объекта

Дожимная насосная станция № 2 Аганского месторождения включает в себя следующие объекты:

Технологическое оборудование и сооружения:

- Сепаратор первой ступени  $V=50$  м<sup>3</sup> – 2 шт.
- Сепаратор первой ступени  $V=100$  м<sup>3</sup> – 3 шт.
- Газосепаратор  $V=50$  м<sup>3</sup> – 1 шт.
- Газосепаратор  $V=100$  м<sup>3</sup> – 1 шт.
- Сепаратор второй ступени  $V=100$  м<sup>3</sup> – 2 шт.
- Отстойник  $V=200$  м<sup>3</sup> – 4 шт.
- Насосная внешней откачки нефти НВО – 1 шт.
- Насосная пластовой воды НПВ – 1 шт.
- Насосная уловленной нефти – 1 шт.
- Резервуары очистных сооружений  $V=5000$  м<sup>3</sup> – 4 шт.
- Конденсатосборник  $V=16$  м<sup>3</sup> – 2 шт.
- Емкости погружные  $V=32, 40, 80$  м<sup>3</sup> – 3 шт.
- Факельная установка УФМГ (ФВД, ФНД) – 2 шт.
- Блок реагентного хозяйства – 1 шт.
- Узел учета нефти – 1 шт.
- Блок контроля качества нефти – 1 шт.
- Узел учета газа – 3 шт.

Б. Вспомогательные сооружения

- Операторная.
- Артезианские скважины – 2 шт.
- Пож. резервуары – 3 шт.
- Слесарная мастерская – 1 шт.
- Блок автоматики – 1 шт.
- Компрессорная.

Вспомогательные системы ДНС-2 Аганского месторождения служат для нормального функционирования объекта и должны всегда находиться в исправном работоспособном состоянии.

К вспомогательным системам относятся системы:

- пожаротушения;
- водоснабжения;
- канализации;
- энергоснабжения

Нефтяная эмульсия с кустовых площадок Аганского месторождения, Дожимной насосной станции № 3 Аганского месторождения по системе нефтесбора поступает в общий приемный трубопровод на УДР – узел дополнительных работ и далее на ДНС.

Схема работы технологического процесса первой очереди ДНС аналогична, второй и третьей. Эмульсия с растворенным газом после УДР поступает на первую, вторую и третью очередь установки и далее в сепараторы первой ступени сепарации С-1/1, 2 и С-1/3, С – 1/4, 5. После сепараторов первой ступени разгазированная жидкость поступает в отстойники О-1-4 для отделения пластовой воды от нефти.

Отделение воды от нефти осуществляется химическим способом с применением реагентов-деэмульгаторов. Подача деэмульгатора осуществляется на входе установки из блока реагентного хозяйства – БРХ. Вода из отстойников направляется в очистные резервуары РВС-1-4. Далее подтоварная вода из резервуаров поступает на прием насосов НПВ-1-7 и откачивается на кустовую насосную станцию КНС-2 Аганского месторождения. Нефть после отстойников направляется в буферные емкости С-2/4, 5 для окончательного разгазирования и далее откачивается насосами внешней перекачки БН- 1,2,3 на Пункт подготовки и сдачи нефти (ППиСН) Аганского месторождения.

Газ, выделившийся из нефти в сепараторах первой ступени С-1/1...С1/5, после очистки в газосепараторе ГС-1 (ГС-2) подается в газопровод и транспортируется на Пункт подготовки и сдачи нефти (ППиСН) Аганского месторождения. В аварийных ситуациях газ сжигается на факеле. Газ, отделившийся от нефти в буферных емкостях С – 2/4, 2/5, сжигается на факеле низкого давления.

### **1.3 Описание технологического процесса**

Технологическая схема ДНС Аганского месторождения представлена в Приложении А.

Нефтяная газонасыщенная эмульсия с обводненностью до 95 %, с давлением 0,6 – 0,8 МПа, с температурой 35 - 80 °С поступает с кустовых площадок Аганского месторождения и ДНС-3 Аганского месторождения в общий приемный трубопровод на узел дополнительных работ, и далее на дожимную насосную станцию, которая состоит из трех "очереди".

Первая очередь. Газонасыщенная нефть после УДР через задвижку № 3 направляется через задвижки № 27, 28 в сепараторы первой ступени С-1/1, 2. В качестве сепараторов первой ступени используются нефтегазовые сепараторы марки НГС-I-1,6-2400-09Г2С, объемом 50 м<sup>3</sup> каждый. На рисунке 2 представлен нефтегазосепаратор типа НГС эксплуатируемый на ДНС-2 Аганского месторождения

Давление в коллекторах на приеме ДНС Аганского месторождения контролируется датчиком давления.

Внутри аппарата установлены наклонные сливные полки, способствующие увеличению поверхности сепарации, времени пребывания и, следовательно, улучшению процесса отделения газа от жидкости. По входу нефти в передней части сепаратора установлена каплеотбойная перегородка, которая действует как гаситель пульсации. При выходе из сепаратора газ проходит каплеотбойную сетку, задерживающую остатки капельной жидкости.

Система автоматики сепараторов С-1/1, 2 обеспечивает:

- дистанционное показание и регистрацию уровня жидкости в аппаратах – датчику уровня
- автоматическое регулирование уровня жидкости осуществляет регулирующий клапан
- сигнализацию верхнего предельного уровня жидкости в аппарате
- сигнализацию и показания аварийного максимального и минимального давления в аппарате с помощью датчика давления
- световую и звуковую сигнализацию, выведенную на АРМ оператора.



Рисунок 2 – Нефтегазосепаратор типа НГС объемом 50 м<sup>3</sup>.

Для улучшения эффективности процесса деэмульсации, в трубопровод на входе нефти через задвижку № 3б подается деэмульгатор, способствующий лучшему расслоению нефтяного потока. Реагент подается насосом НД 16/63 из блока реагентного хозяйства – БРХ. Блок реагентного хозяйства представлен на рисунке 3.



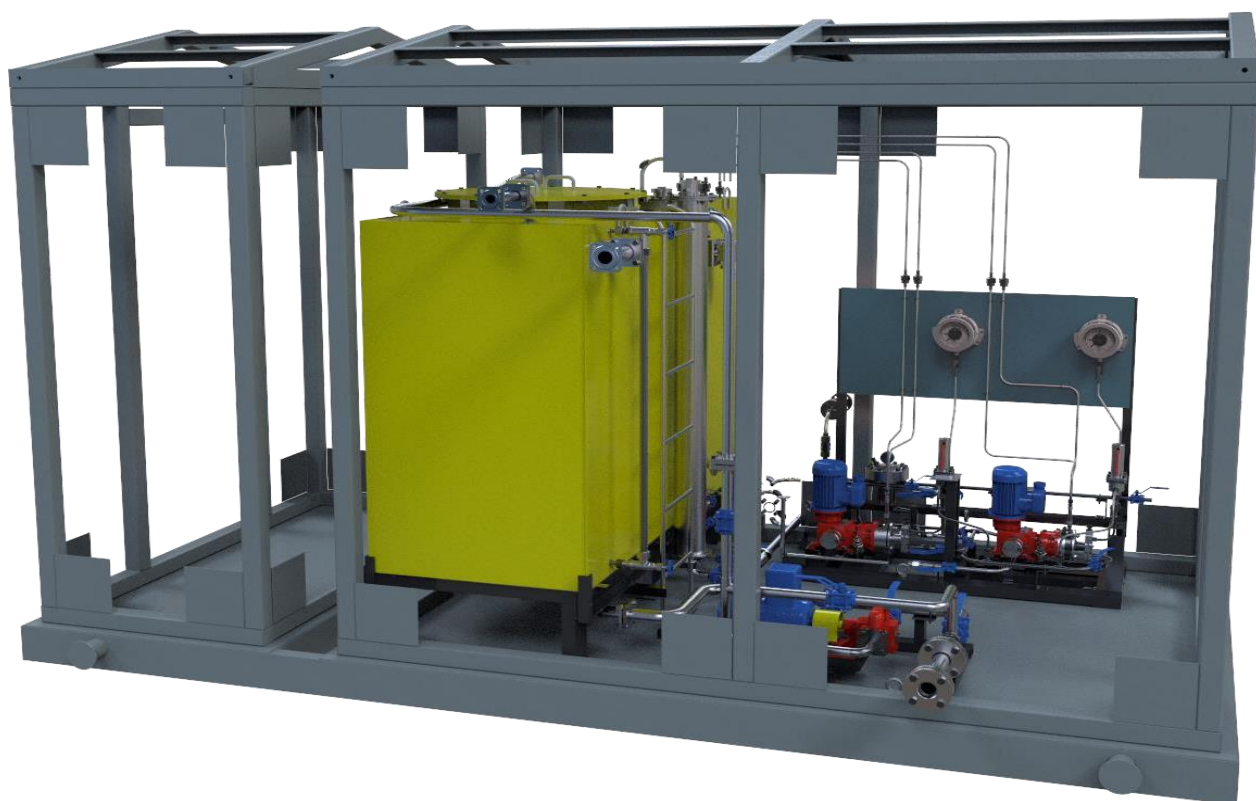


Рисунок 3 – Блок реагентного хозяйства

Регулирование уровня раздела фаз "жидкость – газ" в сепараторах первой ступени осуществляется автоматически регулятором уровня

Прибор осуществляет поддержание в автоматическом режиме уровня раздела фаз в сепараторах, посредством воздействия своего сигнала на исполнительный механизм – регулирующий клапан (Кр1, Кр2, Кр3), который установлен на линиях выхода жидкости из сепараторов первой ступени сепарации.

Вся информация о параметрах технологического процесса передается на персональный компьютер, расположенный в операторной по системе АСУТП.

Уровень жидкости в сепараторах первой ступени сепарации необходимо поддерживать в диапазоне 40-60 % от максимального заполнения аппаратов.

Нефтегазовые сепараторы первой ступени оборудованы предохранительными клапанами СППК-4р, выбросы с которых

направляются по газопроводу на факел высокого давления. СППК представлен на рисунке 4

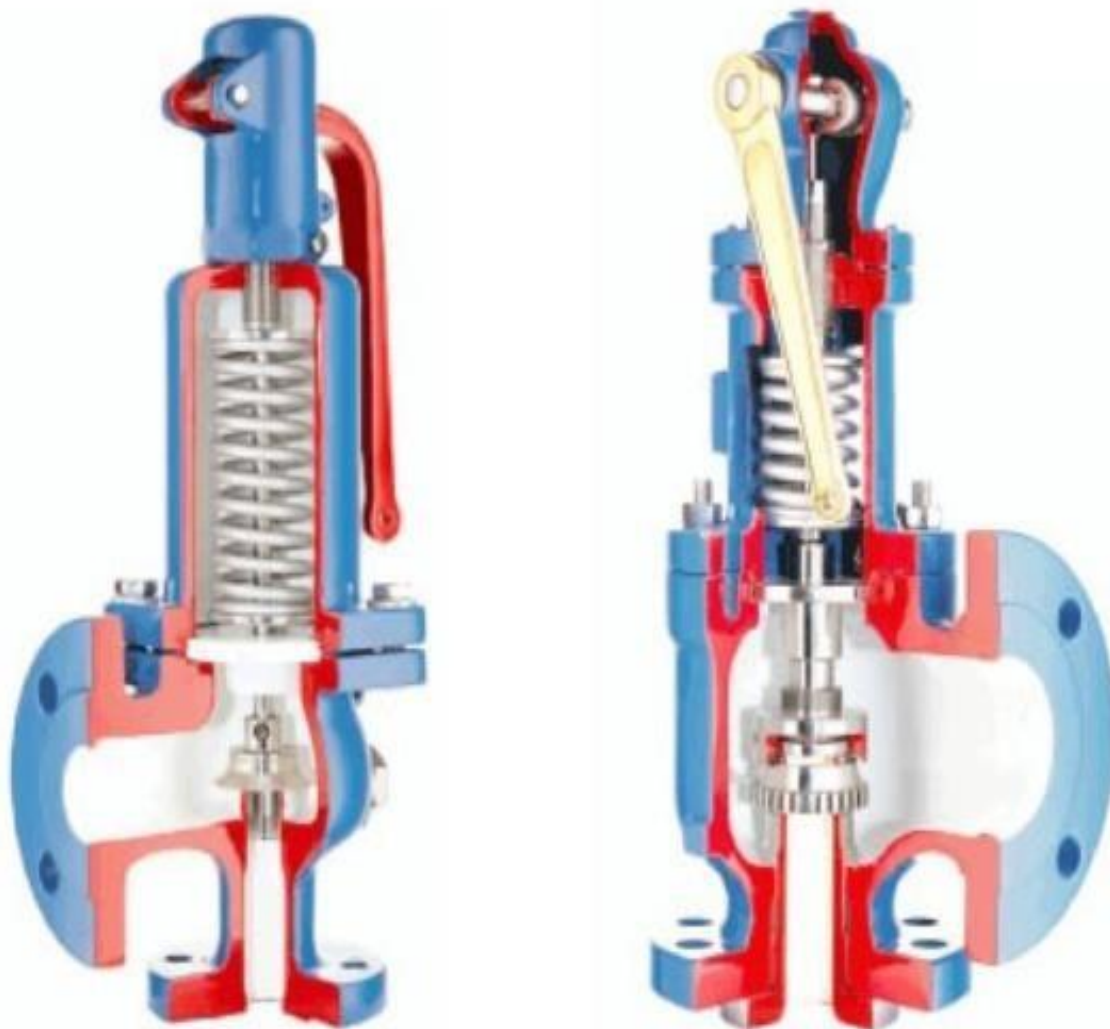


Рисунок 4 - Предохранительный пружинный клапан СППК-4р Поток эмульсии после первой ступени сепарации под давлением до 0,35 МПа направляется в отстойники О-1, О-2, О-3, О-4 через задвижки №№ 38а, 35а, 36, 37, 39, 40а, 249, 253, 254 и регулирующие клапана Кр1, Кр2.

В качестве отстойников используются горизонтальные емкости типа ОГ-200П, объемом 200 м<sup>3</sup>. Отстойник нефти ОГ-200П представлен на рисунке №5. В отстойниках О-1, О-2, О-3, О-4 осуществляется отделение пластовой воды от нефти до остаточного содержания ее в нефти не более

10%, а также отстоя воды до содержания в ней нефтепродуктов не более 500 мг/л.



Рисунок 5 - Отстойник нефти ОГ-200 П

Аппараты оборудованы предохранительными клапанами СППК-4 200х16, выбросы с которых направляются в дренажную емкость ЕП-80. Внутреннее устройство отстойника выполнено из двух перфорированных труб Ду700, проходящие через 2/3 длины аппарата, заглушенных с концов и расположенных на высоте 0,8 м от дна. В верхней части труб, расположенных по всей длине имеются отверстия размером 25х150 мм для выхода эмульсии. Нефть, выходящая из них, промывается в слое воды и поднимается вверх. В верхней части отстойника находится труба Ду 200 с перфорациями для отбора нефти и отвода ее из аппарата. Отделившаяся пластовая вода с низа аппарата направляется на очистные сооружения. Регулирование уровня раздела фаз "нефть-вода" в отстойниках О-1, 2, 3, 4 осуществляется по показаниям первичного прибора. Пневмосигнал с ПРЗ-31 воздействует на регулирующий клапан (Кр-8, 9, 10, 11), установленный на линии выхода подтоварной воды из каждого отстойника. Система автоматики отстойников обеспечивает: - дистанционное показание и регистрацию уровня жидкости в аппаратах – датчик уровня

автоматическое регулирование уровня жидкости осуществляет регулирующий клапан

сигнализацию верхнего предельного уровня жидкости в аппарате – датчки уровня

сигнализацию и показания аварийного максимального и минимального давления в аппарате с помощью датчика давления

световую и звуковую сигнализацию, выведенную на АРМ оператора.

Обезвоженная нефть, с остаточным содержанием воды и газа, с верхней части отстойников О-1, 2, 3, 4 через задвижки № 259, 260, 258 поступает в общий коллектор на вторую ступень сепарации в аппараты первой и второй очереди. В сепараторы второй очереди С-2/4, 5 через задвижки № 232, 157, 154, 156.

Сепараторы второй ступени выполняют роль буферной емкости перед насосами, за счет их расположения на высоте улучшаются условия всасывания жидкости. В сепараторах второй ступени производится разгазирование нефти при давлении до 0,1МПа.

В качестве сепараторов-буферов второй очереди С-2/4, 5 используются нефтегазовые сепараторы марки НГС-I-1,6-3000-09Г2С объемом 100 м3. На рисунке 6 представлен сепаратор 2 ступени.

Автоматическое регулирование уровня в буферных емкостях осуществляется по сигналу первичного прибора, вторичные приборы. Регулирующие клапана (Кр4, Кр5) установлены на линиях выхода нефти на ППиСН после счетчиков.

Система автоматики сепараторов второй ступени С – 2/4, 5 обеспечивает:

- дистанционное показание и регистрацию уровня жидкости в аппаратах – датчик уровня
- автоматическое регулирование уровня жидкости осуществляет регулирующий клапан

- сигнализацию верхнего предельного уровня жидкости в аппарате – датчки уровня
- сигнализацию и показания аварийного максимального и минимального давления в аппарате с помощью датчика давления
- световую и звуковую сигнализацию, выведенную на АРМ оператора.

Поток нефти после буферных емкостей С-2/4, С-2/5 через задвижки № 147а, 146, 63, 65, 67 поступает по 1-му коллектору на насосы внешней перекачки нефти БН-1,2,3. Насосная внешней перекачки нефти выполнена в блочном исполнении с насосами марки ЦНС 180-85 – 2 шт., ЦНС 300-360 – 1 шт. Насосы типа ЦНС представлены на рисунке 7. На приеме каждого насоса установлен сетчатый фильтр. Перепад давления на фильтрах контролируется с помощью технических манометров, установленных до и после фильтров.

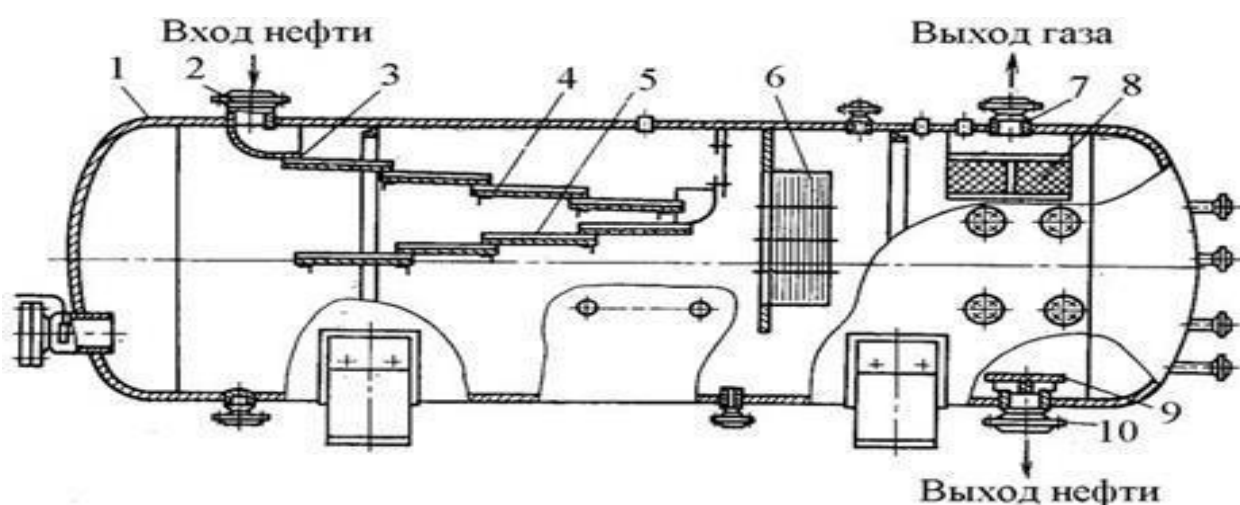


Рисунок 6 - Сепаратор второй ступени сепарации

1-горизонтальная емкость; 2-патрубок для входа нефтегазовой смеси; 3-распределительное устройство; 4,5 - дефлекторы; 6-вертикальный сетчатый каплеотбойник; 7-патрубок для выхода газа; 8-горизонтальный сетчатый каплеотбойник; 9-диск против воронкообразования; 10-выходной патрубок для нефти

Сепаратор НГС состоит из горизонтальной емкости 1, оснащенной патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который выходит газ, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники из вязаной проволоки. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 2, изменяет свое направление на  $90^\circ$  и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные 4, а затем в нижние 5 желоба. Отделившийся от нефти газ проходит сначала вертикальный 6, а затем горизонтальный 8 каплеотбойники. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99%), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа.

Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рисунке не показаны) поступает в газосборную сеть. Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9. Для устранения воронкообразования и попадания газа на прием насоса или РВС.



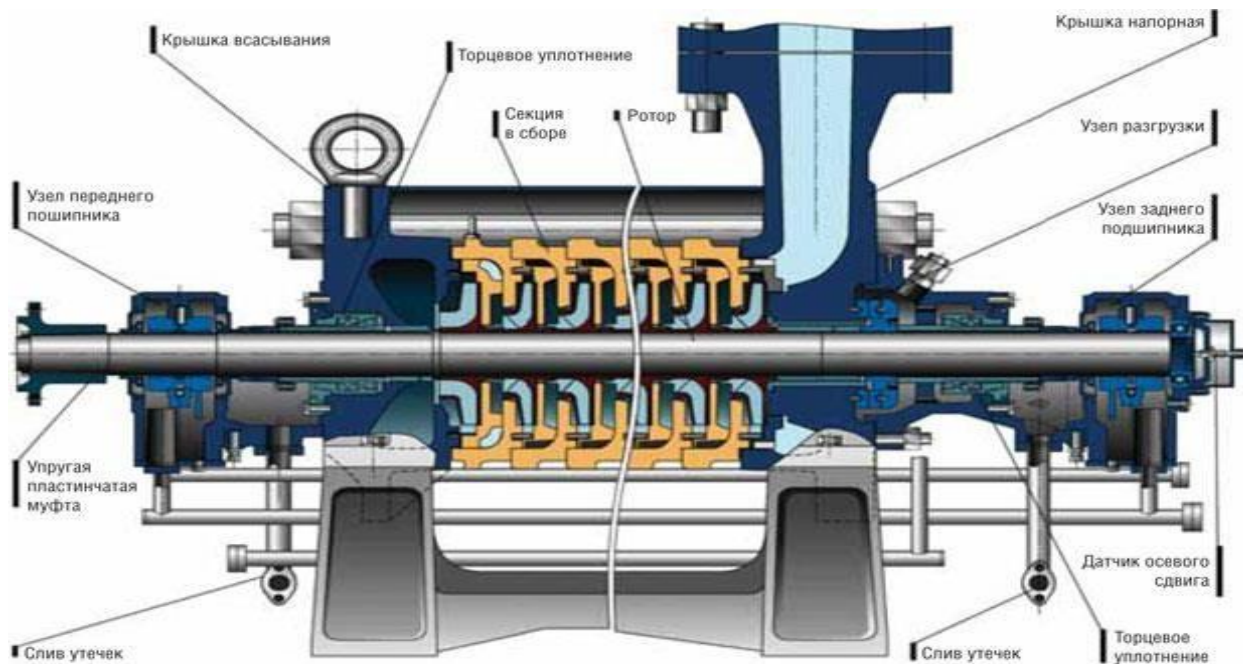


Рисунок 7 - Насос центробежный типа ЦНС эксплуатируемые на объекте.

Система автоматики насосных агрегатов обеспечивает:

- местный, дистанционный и автоматический режимы управления;
- автоматическую защиту (отключение) электродвигателей по температуре подшипников
- автоматическую защиту (отключение) насосных агрегатов по температуре подшипников
- автоматическую защиту (отключение) насосных агрегатов по минимальному и максимальному давлению в напорном трубопроводе насоса
- автоматическую защиту (отключение) насосных агрегатов (концевой выключатель кожуха) ;
- сигнализацию загазованности – по уровню загазованности в насосном блоке
- температура помещения и световую и звуковую сигнализацию на АРМ оператора.

При повышении температуры подшипников выше установленной, с датчика поступает сигнал на вторичный прибор, который подает сигнал на

отключение агрегата.

В помещении насосной станции осуществляется контроль загазованности сигнализаторами СТМ-10, которые установлены у каждого насосного агрегата. В случае повышения концентрации горючих газов до 20% от НПВ автоматически включается вытяжной вентилятор, оператору выдается сообщение о загазованности блока, с наружной стороны выдается звуковая и световая сигнализация. При достижении 40% от НПВ – отключаются насосы. В насосном блоке БН-1, 2, 3 установлена пожарная сигнализация и извещатели пожарные, в случае срабатывания сигнализации вентиляция выключается.

От насосов внешней перекачки нефть направляется на СИКНС, (задвижки № 78, 73, 76, 72, 74, 71, 80, 81, 82). СИКНС состоит из рабочей, резервной и контрольной измерительных линий, блока измерения качества нефти (БИК). СИКНС и БИК. На Рисунке 8 изображена СИКНС применяемые на объекте. В состав каждой измерительной линии входит: фильтр, струевыпрямитель, турбинный преобразователь расхода (ТПР), датчики давления и температуры. Все данные с ТПР и датчиков передаются на ИВК и отображены на АРМ оператора. Все технологические операции, 2-х часовые отчеты, суточные, сменные, проведение КМХ и других технологических операций при эксплуатации СИКНС.

От насосов внешней перекачки часть нефти направляется в БИК, в состав которого входят: Поточный плотномер, автоматический пробоотборник, преобразователь давления, преобразователь температуры, расходомер, манометр точных измерений и термометр.

После СИКНС нефть транспортируется на ППиСН Аганского месторождения задвижки № 86, 91.





Рисунок 8 – Технологическая схема СИКНС на объекте



Рисунок 9. Блок измерения качества.

Вторая очередь. Порядок работы второй очереди ДНС аналогичен первой и осуществляется в параллельном режиме.

После общего приемного коллектора поток нефти через задвижки № 2, 233, 171, 234 по трубопроводу поступает в нефтегазосепаратор первой ступени С-1/3. Система автоматизации обеспечивает контроль всех параметров, что «Первая очередь»

В качестве сепаратора первой ступени используется аппарат марки НГС I-1,0- 2600-09Г2С объемом 100 м<sup>3</sup>.

Для улучшения эффективности процесса деэмульсации, в трубопровод на входе нефти перед С-1/3 через задвижки № 26 подается реагент – способствующий лучшему расслоению нефтяного потока. Реагент подается насосом НД 16/63 из блока реагентного хозяйства – БРХ.

Поток эмульсии после первой ступени сепарации направляется в отстойники О- 3 и О-4 через задвижки № 166, 163, 161, 159 (155), 42, 251, 255, 256 и регулирующий клапан Кр3.

В качестве отстойников используются горизонтальные емкости типа ОГ-200П, объемом 200 м<sup>3</sup>.

Обезвоженная нефть с остаточным содержанием газа с верхней части отстойников О-2, 3 через задвижки № 261, 262, 258 поступает в общий коллектор на вторую ступень сепарации.

Поток нефти после буферных емкостей С-2/4, С-2/5 насосами внешней перекачки нефти БН-1, 2, 3 через СИКНС транспортируется на ППиСН Аганского месторождения.

Третья очередь. Порядок работы третьей очереди ДНС аналогичен первой и осуществляется в параллельном режиме.

Сырая, газонасыщенная нефть после "узла приема" через задвижки № 2, 324, 235, 324 направляется на третью очередь установки. Поток нефти

через задвижки № 325, 326 направляется в сепараторы первой ступени С-1/4, 5.

В качестве сепараторов первой ступени используются нефтегазовые сепараторы марки НГС-I-1,6-2400-09Г2С, объемом 100 м<sup>3</sup>.

Для улучшения эффективности процесса деэмульсации, в трубопровод на входе нефти перед сепараторами подается реагент – способствующий лучшему расслоению нефтяного потока. Реагент подается насосом НД 16/63 из блока реагентного хозяйства – БРХ. Поток эмульсии после первой ступени сепарации направляется в отстойники О-1, 2, 3, 4 через задвижки № 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 42, 251, 255, 256 и регулирующие клапана Кр4, Кр5.

Обезвоженная нефть, с остаточным содержанием воды и газа, с верхней части отстойников О-1, 2, 3, 4 через задвижки № 259, 260, 258 поступает в общий коллектор на вторую ступень сепарации в аппараты первой и второй очереди. В сепараторы второй очереди С-2/4, 5 через задвижки № 232, 157, 154, 156.

Поток нефти после буферных емкостей С-2/4, С-2/5 через задвижки № 147а, 146, 63, 65, 67, 68 поступает по 1-му коллектору на насосы внешней перекачки нефти БН- 1,2,3. От насосов внешней перекачки нефть направляется на СИКНС, (задвижки № 78, 73, 76, 72, 74, 71, 80, 81, 82). После СИКНС нефть транспортируется на ППиСН Аганского месторождения задвижки № 86, 91.

#### **1.4 Технологическая линия попутного нефтяного газа**

Первая очередь. Попутный нефтяной газ, выделившийся сепараторах первой ступени С-1/1, С-1/2, направляется для очистки от капельной жидкости в сепаратор газовый ГС-1 (задвижки № 21, 26, 30). В качестве газового сепаратора используется аппарат марки НГС-I-1,6-2400, объемом V=50 м<sup>3</sup>.

Автоматическое регулирование давления в сепараторах первой ступени С-1/1, 2 и сепараторе газовом ГС-1 осуществляется с помощью датчика давления и пневматического клапана. Клапан установлен в шкафу на трубе выхода газа после ГС-1. Сигнализация аварийного давления газа в сепараторах С-1/1,2 и ГС-1 осуществляется прибором, установленным на линии выхода газа на ГПЗ. При повышении давления выше установленного, выдается световой и звуковой сигналы на АРМ в операторную. Газосепаратор представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Газосепаратор

Для контроля на аппарате установлены: технический манометр; датчик уровня; датчик давления. Уровень жидкой фазы в сепараторах газовых ГС-1, 2 контролируется уровнемером.

Слив жидкой фазы осуществляется через задвижку № 25 в дренажную емкость ЕП-40. В случае аварии технологической схемой предусмотрена возможность подачи газа в газопровод на ГПЗ, минуя сепаратор газовый ГС-1. После очистки в сепараторе ГС-1, попутный нефтяной газ транспортируется через СИКГ на ГПЗ (задвижки № 20, 15, 14, 11) и через

регулирующий клапан.

Для количественного учета газа, подаваемого на ГПЗ, на газопроводе установлен СИКГ, который состоит из первичного прибора диафрагмы и вторичного УВП – 280 с передачей данных в АСУ ТП. Газ из буферных емкостей С-2/4, С-2/5 сжигается на факеле низкого давления (задвижки 152, 151, 152а).

Для исключения попадания жидкости на факеле низкого (ФНД) и высокого (ФВД) давления установлены расширительные камеры, из которых уловленная жидкость перетекает в конденсатосборники К-1, 2.

Сепараторы газовые ГС-1, ГС-2 и сепараторы первой ступени С-1/1, С-1/2, С-1/3 оборудованы предохранительными клапанами СППК, сброс газа с которых сжигается на факеле высокого давления (ФВД).

Вторая очередь. Попутный нефтяной газ сепараторе первой ступени С-1/3 направляется для очистки от капельной жидкости в сепаратор газовый ГС-2 (задвижки № 170а, 170, 170б). В качестве сепаратора газового используется аппарат марки НГС-I-1,6-3000- 09Г2С, объемом V=100 м<sup>3</sup>. Автоматическое регулирование давления в сепараторе первой ступени С-1/3 и газосепараторе ГС-2 осуществляется с помощью первичного прибора типа 13-Д4-30 – преобразователь давления измерительный. Вторичные приборы аналогичны приборам автоматики на первой очереди. В случае аварии технологической схемой предусмотрена возможность подачи газа в газопровод на ГПЗ, минуя сепаратор газовый ГС-2.

В случае аварийной остановки газопровода на ГПЗ, газ сбрасывается на факел высокого давления. После очистки в сепараторе ГС-2, попутный нефтяной газ транспортируется через СИКГ на ГПЗ (задвижки № 176, 180, 181, 238, 221, 223, 10). Жидкость из ГС-2 направляется в ЕП-40 (задвижка № 137). Приборы автоматики установленные на СИКГ аналогичны приборам на первой очереди.

Линейный контроль давлений в аппаратах и на линиях нефти, воды, газа при подготовке нефти ведется манометрами МП-4, с точностью измерения не менее 2,5, шкала давления в соответствии с рабочим давлением.

Попутный нефтяной газ, выделившийся в сепараторах первой ступени С-1/4, 5 направляется для очистки от капельной жидкости в сепаратор газовый ГС-2 (задвижки № 336, 337, 1706). После очистки в сепараторе ГС-2, попутный нефтяной газ транспортируется через СИКГ на ГПЗ (задвижки № 176, 180, 181, 238, 221, 223, 10 и регулирующий клапан Кр7).

## **1.5 Технологическая линия подготовки подтоварной воды**

Подтоварная вода, выделившаяся в отстойниках О-1, 2, 3, 4 через регулирующие клапана Кр8, 9, 10, 11 и задвижки № 266, 265, 269, 268, 115, 113, 272, 271, 275, 274, 105, 103 поступает для подготовки в резервуары пластовой воды РВС-1, 2, 3, 4 объемом  $V=5000$  м<sup>3</sup>.

Резервуары пластовой воды эксплуатируются непрерывно в динамическом режиме, то есть, при одновременном непрерывном наливе жидкости, происходит ее отстаивание и слив из резервуара. Контроль за общим уровнем в резервуарах РВС 1-4 осуществляется датчиков. Система автоматики РВС 1-4 обеспечивает:

- сигнализация верхнего предельного уровня жидкости в резервуаре
- дистанционное показание уровня жидкости
- дистанционное показание уровня раздела фаз

Для полного опорожнения резервуара РВС 1-4 смонтирован сифонный кран. На крыше резервуара имеется люк для замера уровня жидкости и отбора проб, дыхательные и предохранительные клапаны, предназначенные для ограничения избыточного давления или вакуума в газовом пространстве при малых и больших “дыханиях”, приборы



контроля уровня заполнения и межфазного уровня. Нефть с резервуаров РВС 1-4 через задвижки № 118а, 114, 111, 104, 106, 130, со стояка (РВС-1 – стояки 7,5 и 8,0 м, РВС-2 – стояки 7,0 и 7,5 м, РВС-3 – стояки 8,0 и 7,5 м, РВС-4 – стояки 6,5 и 7,5м) отводится в дренажную емкость уловленной нефти Е-1/2. РВС-5000 представлен на рисунке №11.



Рисунок 11 - Резервуар вертикальный стальной – 5000 м<sup>3</sup>.

Из Е-1/2 уловленная нефть через задвижки № 129, 125, 124, 123, 121 поступает на прием двух насосов Н-1, 2 – ЦНС 60/68, откуда подается на прием нефтяных насосов БН 1-3 (задвижки № 120, 122, 127, 132, 143) или на выход жидкости из С-1/3 (задвижки №).

Очищенная вода в РВС 1-4, через задвижки № 119, 117, 116, 108, поступает в приемный коллектор насосов перекачки подтоварной воды

НПВ 1-7. Из общего приемного коллектора через задвижки № 319, 318, 315, 314, 311, 310, 307, 306, 303, 302, 350, 349, 346, 345 подтоварная вода поступает на прием насосов Н 1-7, марки Д 630/90.

Насосы обладают большей производительностью и меньшей потребляемой мощностью, чем насосы ЦНС. На рисунке 12 представлен насос марки Д 630/90. Он применяется для перекачки воды на КНС

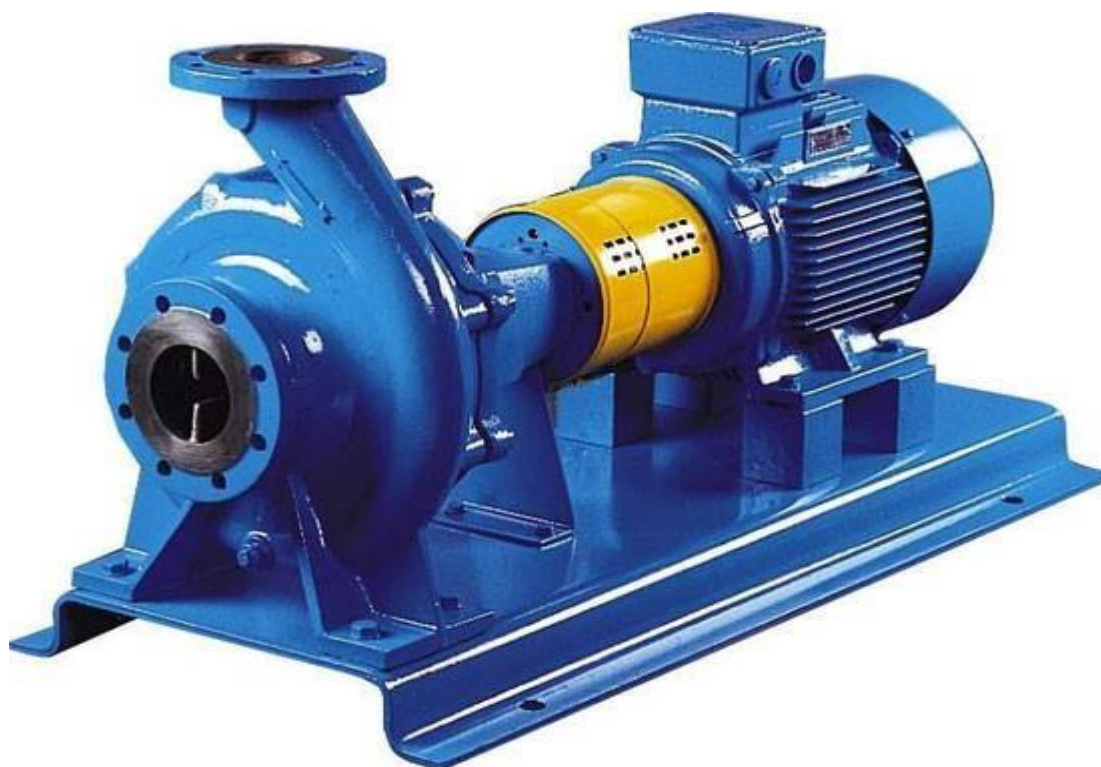


Рисунок 12 – Насос секционный марки Д 630/90

Далее, через выкидные и секущие задвижки насосов № 317, 316, 313, 312, 309, 308, 305, 304, 301, 300, 348, 347, 344, 343 подтоварная вода откачивается в два низконапорных коллектора на КНС-2 Аганского месторождения (задвижки № 322, 323, 352, 353). Учет перекачиваемой подтоварной воды ведется на КНС-2 электромагнитными счетчиками поагрегатно.

### **1.6. Технологические нормы работы ДНС**

Нормы технологического режима работы ДНС-2 Аганского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Нормы технологического режима



№ п.п.	Наименование аппаратов и параметров	Индекс аппарата (прибора) по схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности приборов	Примечания
1	2	3	4	5	6	7
1	Трубопровод входа нефти на ДНС					
	- давление	PIRA (2011)	МПа	0,6 – 0,8	1,5	
	- температура	TIRA (1011)	°С	35 – 50	1,5	
2	Сепаратор первой ступени	C-1/1, 2, 3, 4, 5				
	- уровень "газ-жидкость"	LIRCA (4011, 4012, 4013, 4711, 4721)	%	1200 - 1800	2,5	
	- минимальный (макс.) уровень					
	- давление	PIRA (1011, 102, 1013, 1014, 1015, 1016, 1017, 1018)	МПа	0,5 – 0,7	1,5	
3	Газосепаратор	ГС-1,2				
	-уровень конденсата (макс.)	LA	мм	До 1000 мм	2,5	
	-давление	PIRA (2021, 2221)	МПа	0,57 - 0,828	2,5	
4	Отстойник ОГ-200П	O-1, 2, 3, 4				
	-уровень "нефть-вода"	LIRCA (4041, 4042, 4043, 4044)	мм	1360 - 2040	2,5	
	-давление	PIRA (2241, 2242, 2243, 2244)	МПа	0,15 – 0,45	2,5	
5	Сепаратор-буфер	C2/4-C2/5				
	- уровень "газ-жидкость"		мм	1200 - 1800	2,5	
	- минимальный (макс.) уровень	LIRCA (4064, 4065)	МПа	1200 - 1800	2,5	
	- давление	PIRA (2104)		до 0,2	1,5	

6	Резервуары пластовой воды -уровень жидкости	PBC-1, 2, 3, 4 LIRA (4151, 4171, 4181, 4191)	мм	6500 - 10000	2,5
	-уровень раздела фаз "нефть-вода"	LIRA (4151, 4171, 4181, 4191)	мм	6000 - 7000	2,5
7	Насосная внешней перекачки нефти	БН-1, 2, 3			
	-давление (напорный трубопровод насоса)	PISA (2161, 2162, 2163)	МПа	0,6 – 0,8	2,5
	-температура подшипников	TIRSA (10811,10 812, 10821, 10822, 10831, 10832)	°С	до 80	2,5
	-перепад давления на фильтре	$\Delta P_I$	МПа	до 0,05	2,5
8	-загазованность помещения	QISA (7023, 7024, 7025)	% НПВ	0	5
	СИКНС -перепад давления на фильтре	СИКНС $\Delta P_I$	МПа	до 0,05	2,5

9	Насосная пластовой воды	НПВ 1-7			
	-давление (напорный трубопровод насоса)	PISA (2270, 2272, 2273, 2274, 2275, 2771, 2772)	МПа	0,6 – 1,0	2,5
	-температура подшипников	TIRSA (10911, 10912, 10921, 10923, 10931, 10932, 10941, 10942, 10951, 10952, 17011, 17012, 17021, 17022)	°C	до 70	2,5
	-перепад давления на фильтре	PI	МПа	до 0,05	2,5
	-загазованность помещения	QIA (7053, 7062)	% НПВ	0	5,0
10	Емкость дренажная -уровень	ЕП-40 LA (4301)	мм	750 - 2500	2,5
11	Емкость дренажная -уровень	ЕП-80 LA (4081)	мм	до 2500	2,5
12	Емкость дренажная -уровень	ЕП-32 LA (4201)	мм	До 2300	2,5
13	Насосы уловленной нефти	H-1,5			
	-давление (напорный трубопровод насоса)	PISA	МПа	0,68	2,5
	-температура подшипников	TISA	°C	до 75	2,5
	-перепад давления на фильтре		МПа	до 0,05	2,5
14	Блок реагентного хозяйства	БРХ			
	-давление в напорной линии насоса-дозатора	PISA	МПа	6,3	2,5
	-температура деэмульгатора в баке	TI	°C	5...25	2,5

### **1.7. Параметры физико-химических свойств пластовой продукции на объекте.**

Сырьем для ДНС служит газонасыщенная водонефтяная эмульсия (нефть, пластовая вода, технологические жидкости, жидкая фаза отходов

бурения (отработанный буровой раствор)) с Аганского месторождения.

Продукцией ДНС разгазированная, частично обезвоженная нефтяная эмульсия, попутный нефтяной газ и пластовая вода.

Пластовая вода – вода, попутно добываемая с нефтью, попутным нефтяным газом и газовым конденсатом. Транспортируется по системе внутрипромысловых трубопроводов в составе скважинной жидкости на установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты подготовки нефти (ЦПС) и другие технологических сооружениях.

Подтоварная вода – вода, отделенная от нефти, попутного нефтяного газа и газового конденсата на установках предварительного сброса воды (УПСВ), центральных пунктах подготовки нефти (ЦПС) и других технологических сооружениях подготовки нефти. После соответствующей подготовки подтоварная вода используется в системе ППД.

Сточные воды - атмосферные воды и осадки, к которым относятся талые и дождевые воды, а также воды, отводимые с территорий ОПО (опасных производственных объектов). После соответствующей подготовки сточные воды могут быть использованы для системы ППД.

После очистки подтоварная вода, включающая пластовую воду, технологические жидкости (в том числе отработанный буровой раствор), производственные и дождевые стоки подаются в систему ППД.

Нефть представляет собой сложную природную смесь углеводородов различных классов, а также многочисленных сернистых, азотистых, кислородных и других органических соединений. По внешнему виду нефть - бурая маслянистая горючая жидкость. Добываемая из скважин нефть имеет в своем составе пластовую воду (в свободном и эмульгированном состоянии), различные минеральные соли и механические примеси.

В состав нефти входят различные газы органического

происхождения: метан -  $\text{CH}_4$ , этан –  $\text{C}_2\text{H}_6$ , бутан –  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ , а также неорганического происхождения: сероводород -  $\text{H}_2\text{S}$ , углекислый газ –  $\text{CO}_2$ , гелий - He.

Таблица 3 - Физико-химические свойства нефти Аганского месторождения

Наименование показателя	Ед.изм.	На входе ДНС	На выходе ДНС
1.Плотность, ГОСТ 3900	кг/м <sup>3</sup>	835-848	829-837
2.Вязкость кинематическая	мм <sup>2</sup> /с		
ГОСТ 33-85: при 20°C		5,16-7,32	5,05-6,37
при 10°C		2,76-3,92	2,71-3,18
3.Содержание в нефти:			
воды, ГОСТ 2477	% масс.	до 35	до 1
солей, ГОСТ 21534	мг/л	1309-	47-128
серы, ГОСТ 1437	% масс.	0,95	0,94-0,95
парафинов, ГОСТ 11851	% масс.	2,25-2,39	2,3-2,4
смола, ГОСТ 11858	% масс.	2,5-4,53	2,7-4,87
асфальтенов,	% масс.	0,32-0,67	0,45-0,6
мехпримесей, ГОСТ14891	% масс.	0,0134	0,0006
4.Фракционный состав, ГОСТ 2177-82 начало кипения	°C	48-50	47-70
до 100°C	%	4-8	3-8
до 150°C	%	12-16	14-18
до 200°C	%	22-26	24-28
до 250°C	%	36-38	37-39
до 300°C	%	49-51	51-52,5
5.Температура застывания	°C	ниже -35	Ниже -35

Физико-химические свойства нефти Аганского месторождения представлены в таблице 3, свойства и компонентный состав нефтяного газа представлены в таблице 4, химический состав пластовых вод

представлены в таблице 5. Физико-химические свойства деэмульгатора – в таблице 6.

Таблица 4 - Свойства и компонентный состав нефтяного газа

Наименование компонента	Мольное содержание
двуокись углерода	1,85
азот	0,00
метан	23,22
этан	14,10
пропан	31,35
изобутан	7,10
нормальный бутан	16,7
изопентан	3,91
нормальный пентан	3,81
остаток	1,66
плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,869-1,480

Таблица 5 - Химический состав и свойства пластовой воды

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значения
1.	рН	ед.	7,07
2.	Удельный вес	г/см <sup>2</sup>	1,017-1,023
3.	С1 -450мг/экв/л	мг/л	15952,5
4.	Ж общ.	мг/л	43
5.	Са-18 мг/экв/л	мг/л	360,72
6.	Н2СО3 -16,4 мг/экв/л	мг/л	1000,4
7.	Na+K - 423,4 мг/экв/л	мг/л .	9738,2
8.	Минерализация	мг/л	27355,52

Химические реагенты-деэмульгаторы применяются на установках подготовки нефти для разрушения стойких нефтяных эмульсий. В зависимости от агрегативной устойчивости поступающей нефти с месторождения выбирается оптимальный режим подачи хим.реагента.

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 по степени воздействия на организм человека деэмульгаторы, ПДК которых в воздухе рабочей зоны составляет от 1,1 до 10,0 мг/м<sup>3</sup>, относятся к умеренно опасным веществам 3-го класса

опасности. Они обладают токсичностью вследствие наличия в их составе органического растворителя от 20 до 60% (метилового, изопропилового, бутилового и др. спирта, ароматических углеводородов).

Следует избегать длительного воздействия деэмульгаторов на кожу, вдыхания их паров, попадания в глаза. Запрещается применять их для мытья рук и одежды.

Деэмульгаторы должны храниться на огражденной площадке в местах, удаленных от открытого огня, защищенных от воздействия прямых солнечных лучей и недоступных для посторонних лиц.

Огражденную площадку, где хранятся деэмульгаторы, следует закрывать, кроме того, должны быть вывешены предупредительные надписи: «Огнеопасно», «Яд». В качестве примера в таблице 6 приведены физико-химические свойства деэмульгатора.

Таблица 6 - Физико-химические свойства деэмульгатора

Марка реагента	Химическая характеристика	Вязкость кинематическая при 20 <sup>0</sup> С, мм <sup>2</sup> /с	Плотность при 20 <sup>0</sup> С, г/см <sup>3</sup>	Содержание ПАВ, %	Температура вспышки, <sup>0</sup> С	Температура застывания, <sup>0</sup> С
1	2	3	4	5	6	7
СНПХ	Композиция из неионогенных ПАВ в смеси ароматических и спиртовых растворителей	Не более 80	0,865±0.97 0	43±10%	14...27	Не выше минус 50
Declive R-1580	Композиция из неионогенных ПАВ в смеси ароматических и спиртовых растворителей	не нормируется	0,8±0.95	не менее 30%	не нормируется	Не выше минус 50

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Антощенко Александр Эдуардович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Оптимизация режима работы дожимной насосной станции на Аганском нефтяном месторождении (ХМАО)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является дожимная насосная станция и технологический процесс на Аганском нефтяном месторождении
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – повышенный уровень шума на–рабочем месте. – превышение уровня вибрации – отклонение показателей климата на открытом воздухе. Опасные факторы: – пожарная безопасность – электробезопасность. – аппараты под давлением – механические травмы.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные чрезвычайных ситуаций: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.



Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Антощенко Александр Эдуардович		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1 Производственная безопасность при эксплуатации объекта.**

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на ДНС необходимо уделять исключительное внимание.

Технологическая установка является взрывопожароопасной. Применяемое на установке сырье и реагенты обладают токсичностью и являются опасными для человека. Нефть характеризуется высокой взрыво- и пожароопасностью. Неправильное выполнение той или иной технологической операции может послужить причиной образования горючей и взрывоопасной среды, привести к аварии и несчастным случаям:

#### **Подготовка нефти имеет следующие опасные факторы:**

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей, паров и газов, способность паров и газов образовывать с воздухом взрывоопасные смеси;
- коррозия трубопроводов, арматуры, оборудования;
- способность нефти образовывать самовоспламеняющиеся на воздухе пиррофорные соединения;
- способность нефти образовывать при движении по трубопроводам статическое электричество;
- наличие электрооборудования;
- вредное воздействие нефти на кожу человека, а паров и газов на органы дыхания.

#### **Опасными факторами, действующими на установке, являются:**

- наличие избыточного давления в аппаратах, трубопроводах и насосном оборудовании;
- сжигание попутного нефтяного газа на факелах;
- наличие опасного высокого напряжения электрического тока в электродвигателях насосов и компрессоров, статического электричества;
- наличие испарений через неплотности дренажной системы;

- применение в процессе подготовки нефти реагентов, обладающих токсичностью опасной для человека;

### **Основные причины, которые могут привести к аварии:**

- отступление от норм технологического режима работы;
- нарушение инструкций по промышленной безопасности, охране труда, пожарной безопасности и промышленной санитарии;
- несвоевременная ревизия и ремонт трубопроводов, резервуаров, насосов, арматуры;
- некачественная подготовка трубопроводов и другого оборудования к работе;
- неисправности приборов КИПиА и средств автоматизации, регулирующих и контролируемых параметры технологических процессов;
- отключение электроэнергии и воды;
- коррозия резервуаров и трубопроводов;
- нарушение герметичности технологического оборудования;
- неисправность вентиляционных установок,
- допуск к работе персонала, не прошедшего обучения, проверку знаний.

### **Основные нарушения технологического режима, которые могут привести к аварии и несчастному случаю:**

- повышение, понижение давления в аппаратах, трубопроводах выше или ниже допустимых;
- поднятие уровня в аппаратах выше допустимого или понижение уровня ниже допустимого;
- в зимний период несвоевременное прокачка или удаление из трубопроводов и арматуры воды.

Основными взрыво-и пожароопасными веществами на ДНС являются нефть и попутный нефтяной газ.

Нефть - легковоспламеняющаяся жидкость. По степени воздействия на организм человека пары нефти относятся к IV классу веществ по ГОСТ 12.01.007-88.

Предельно допустимая концентрация паров нефти в воздухе производственных помещений по легким углеводородам в пересчете на углерод не более 300 мг/м<sup>3</sup>.

Легкие фракции нефти легко испаряются, вдыхание ее паров ведет к отравлению организма человека. Нефть оказывает вредное влияние на кожу и слизистые оболочки человека. Нужно иметь в виду, что пары нефти тяжелее воздуха и обладают большей, чем жидкость, текучестью, вследствие чего они растекаются по земле и заполняют низины, ямы, канавы, траншеи. Если на пути паров встречается источник открытого огня, может произойти взрыв, который передается по всему пути газа и возникает пожар в нескольких местах.

Углеводородные пары и газы, природный газ в смеси с атмосферным воздухом способны образовывать взрывоопасную смесь, которая при наличии огня или искры может взорваться. Взрывопожарные и токсические свойства нефти и газа приведены в **приложении Б**.

#### **Основные мероприятия по предотвращению нарушений технологического процесса:**

- строгое соблюдение технологического регламента;
- немедленное прекращение работы неисправного оборудования;
- своевременное освидетельствование, ревизия, ремонт сооружений, оборудования;
- применение антикоррозионной защиты трубопроводов и оборудования ДНС с УПСВ: защитная окраска наружных и внутренних поверхностей, применение других защитных технологий. Рекомендуется применение ингибиторов коррозии и бактерицидов;

- обслуживающий персонал должен быть обучен, проинструктирован и аттестован в соответствии с требованиями нормативных документов в области промышленной безопасности и охраны труда;
- соблюдение должностных инструкций, инструкций по промышленной безопасности и охране труда, инструкций по эксплуатации оборудования.

Основные требования безопасности при введении технологического режима

На ДНС должен быть составлен план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛА) утверждённый главным инженером предприятия. ПМЛЛА вместе с необходимыми приложениями к ним должны находиться на рабочих местах, обслуживающий персонал должен быть ознакомлен с ними под расписку. Знание ПМЛЛА проверяется во время учебных и тренировочных занятий с персоналом ДНС, проводимых по графику, утверждённому главным инженером предприятия.

Все установки должны иметь инструкции по технике безопасности по профессиям и видам работ. Инструкции по технике безопасности должны находиться в производственных помещениях. Инструкции, разработанные на предприятии, подлежат пересмотру: не реже 1 раза в 3 года; при изменении технологического процесса и условий работы; при авариях, взрывах и несчастных случаях с тяжёлым исходом произошедших на рабочих местах, на которые распространяются эти инструкции, при изменении руководящих документов, положенных в основу инструкции.

К обслуживанию установки должны допускаться работники соответствующей квалификации, не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе и не моложе 18 лет. Работники должны быть ознакомлены с технологической схемой установки, технологическим регламентом, планом ликвидации аварий. В процессе

эксплуатации следует осуществлять систематический контроль за осадкой фундаментов емкостей, насосов, трубопроводов, факела, основания резервуаров. Контролировать состояние оборудования и обвалования резервуаров.

Профилактический осмотр оборудования установки должен производиться по графику, утвержденному главным инженером предприятия. Эксплуатацию сепарационного оборудования следует осуществлять по Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением".

Запрещается эксплуатация аппаратов, ёмкостей и оборудования при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии или неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматики. Исправность предохранительной, регуливающей и запорной арматуры, установленной на аппаратах и трубопроводах, подлежит периодической проверке в соответствии с утверждённым графиком.

Запрещается установка и пользование контрольно-измерительными приборами не имеющими клейма или с просроченным клеймом, отработавшими установленный срок эксплуатации, повреждёнными и нуждающимися в ремонте и во внеочередной проверке.

К работе по монтажу, проверке, настройке и обслуживанию первичных измерительных приборов должны допускаться лица, имеющие допуск не ниже 3 квалификационной группы по электробезопасности согласно "Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Обслуживающий персонал должен постоянно контролировать

уровень жидкости и давление в емкостях по приборам, а также производить каждые 2 часа обход и осмотр установки. Необходимо постоянно контролировать дозировку химических реагентов. Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии, а их работоспособность проверяться не реже 1 раза в месяц.

В операторной должен быть вахтенный журнал, куда записываются все неисправности, замеченные дежурным, а также основные параметры работы технологической установки. Также должен быть журнал ежемесячного осмотра оборудования. При приеме смены необходимо ознакомиться с записями в вахтенном журнале, осмотреть установку и убедиться в исправности технологического оборудования

Резервуары надо заполнять и опорожнять с производительностью, не превышающей пропускной способности дыхательных клапанов. При неисправных дыхательных клапанах заполнять и опорожнять резервуары не разрешается.

Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы и переходы в тёмное время суток должны быть освещены. Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами и обеспечивать установленный санитарными нормами уровень освещения.

Крышки колодцев задвижек должны быть закрыты и засыпаны слоем песка не менее 10 см, колодцы должны быть сухими и доступны для безопасной эксплуатации в любое время суток.

Вентиляторы и вытяжные устройства должны быть в исправности, кнопки включения вентиляторов должны быть расположены у входов снаружи здания. Должны быть надежными связь и аварийная сигнализация. Подъезды к ДНС должны быть исправными в любое время года.

Все электрооборудование в пределах взрывоопасной зоны должно быть взрывозащищенным в соответствии с категорией и группой взрывоопасной смеси. Все токоведущие части электрооборудования должны быть заземлены. Оборудование, ёмкости, коммуникации, в которых возникают заряды статического электричества, должны быть заземлены.

Все промышленные сооружения в целях защиты от прямых ударов, вторичных воздействий молнии и проявления статического электричества заземляются. Запрещается последовательное соединение заземляющим проводником нескольких аппаратов или резервуаров. Лица, обслуживающие электрооборудование и электроинструмент, должны пройти специнструктаж и иметь не ниже 2 квалификационной группы по ПУЭ.

Объекты ДНС месторождения должны быть оснащены средствами пожаротушения, укомплектована аварийным запасом средств индивидуальной защиты, спецодеждой и предохранительными приспособлениями в соответствии с действующими "Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и предохранительных приспособлений рабочим и служащим предприятий нефтяной и газовой промышленности".

На каждом газоопасном объекте должен быть аварийный запас противогазов соответствующих марок. Количество противогазов (разных размеров) должно быть не менее наибольшего количества работающих в смену, резервных шланговых – не менее двух.

Фильтрующие противогазы допускается применять, если содержание кислорода в воздухе не ниже 20 % об., а фильтры противогазов гарантируют поглощение паров и газов, концентрация которых не превышает 0,5% об. (коробки А, БКФ). Работа в плохо проветриваемых



газоопасных местах должна производиться с применением шланговых противогазов.

Универсальными защитными свойствами обладают изолирующие противогазы и респираторы. Противогазы и другие газозащитные средства (респираторы, аппараты дыхательные) следует проверять не реже 1 раза в 3 месяца.

При нанесении опознавательной окраски участками на трубопроводы, находящиеся внутри производственных помещений, остальную поверхность трубы рекомендуется окрашивать в цвет стен, потолков и прочих элементов интерьера (если данный цвет не применяется для обозначения других веществ). При нанесении опознавательной окраски участками на трубопроводы, находящиеся вне зданий, остальную поверхность коммуникаций рекомендуется окрашивать в цвета, способствующие уменьшению теплового воздействия солнечной радиации на трубопроводы.

Запрещается использовать в работе необмеднённый инструмент. Не допускается открытие примерзших задвижек крючками, ломami во время работы установки, сначала необходимо отогреть их паром или горячей водой. Не допускается включение в работу аппаратов и трубопроводов с замершими дренажными вентилями и линиями. В случае образования ледяной пробки в трубопроводах, находящихся под давлением, необходимо отключить замороженный участок от общей системы, разогреть снаружи паром или горячей водой. На территории установки запрещается применение открытого огня. При отсутствии электроосвещения разрешается пользоваться только взрывобезопасными переносными источниками освещения.

Для внутреннего освещения технологических аппаратов во время осмотра и ремонта применять переносные светильники во

взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В. Отбор проб нефти через неисправные пробоотборники не допускается. Запрещается использовать в работе неисправное оборудование и инструмент. Запрещается производить какие-либо ремонтные работы на технологических емкостях и трубопроводах, находящихся под давлением.

Обслуживающий персонал должен следить за чистотой оборудования и прилегающей территории. Не допускается скопления разлитой нефти на территории установки. Поверхности трубопроводов и аппаратов, имеющие температуру выше 50°C изолируются.

При ведении ремонтных работ внутри технологической емкости необходимо отключить ее на линиях входа и выхода продукта, слить остатки через дренажную линию, пропарить и провентилировать емкость, отглушить стандартными заглушками, провести анализ воздушной среды до начала работ.

На проведение ремонтных работ должен быть оформлен наряд-допуск в установленном порядке. В наряд-допуск должны быть включены следующие сведения:

- Лицо, ответственное за проведение работ.
- Оценка возможных опасностей.
- Состав бригады (не менее трёх человек).
- Необходимые средства индивидуальной защиты.
- Потребность в спасательных средствах и специальном инструменте.
- Меры безопасности, применяемые в замкнутом пространстве.
- Периодичность отбора проб.
- Срок действия наряда-допуска.

- Схема установки заглушек и отбора проб ГВС.
- Применяемые светильники.
- Отметка о прохождении инструктажа.

Сварщики и специалисты сварочного производства, выполняющие работы на объектах, подконтрольных Госгортехнадзору России, должны быть аттестованы в соответствии с ПБ-03-273-99. Организации, которые выполняют работы по строительству, монтажу, ремонту и реконструкции для опасных производственных объектов с применением сварки, должны применять сварочные материалы, сварочное оборудование и сварочные технологии, аттестованные в соответствии со следующими нормативными документами: РД 03-613-03; РД 03-614-03; РД 03-615-03.

Объекты, для обслуживания которых требуется подъём рабочего на высоту более 0,75 м, должны быть оборудованы лестницами с перилами и рабочими площадками. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60° (у резервуаров не более 50°), ширина лестниц – не менее 65 см. Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи.

Находиться в пределах обвалования при работе факела запрещено. При понижении температуры окружающей среды (ниже -20°C) установить постоянный контроль за поступлением попутного газа, горячей воды на спутники обогрева трубопроводов и аппаратов, за работой приборов отопления, приточно- вытяжной вентиляции, не допуская замерзания системы отопления. Усилить контроль за работой приборов КИПиА. Все работники цеха должны знать свойства попутного газа, сырой нефти, химических реагентов. Все работники цеха должны быть обучены способам оказания первой помощи пострадавшим.

## **5.2 Методы и средства защиты работников от производственных опасностей.**

Сведения о наличии и характеристиках систем контроля опасных концентраций паров углеводородов. Для непрерывного контроля присутствия опасных концентраций газа используется автоматическая система обнаружения горючих газов с источником бесперебойного питания на случай прекращения подачи электроэнергии. Задачей системы является информирование эксплуатационного персонала о присутствии обнаруженного газа и выполнение последовательности операций для сведения к минимуму риска взрыва. Детекторы газа настроены на подачу сигнала «низкой» концентрации газа при 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени и сигнала «высокой» концентрации при достижении 50 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Основные принципы системы обнаружения газа следующие:

- Обнаружение скоплений горючих газов в зданиях и на открытом пространстве до достижения потенциально опасного уровня.
- Ранняя сигнализация для обеспечения безопасной эвакуации людей.

При подтверждении обнаруженного газа производится включение процедуры останова, что позволит перекрыть оборудование и свести к минимуму количество горючего газа. На отдельных участках также автоматически включаются системы продувки и противопожарной защиты.

Детекторы газа предусмотрены на участках с источниками газа, а также закрытых помещениях, где возможно скопление газа.

Детекторы газа предусмотрены в следующих зонах:

- закрытые помещения, относящиеся к опасным зонам;

- входы системы вентиляции, отопления и кондиционирования воздуха впомещение распределительных устройств;
- система обнаружения газовыделений производит избирательный останов в зависимости от расположения и степени критичности оборудования;
- все сигналы системы обнаружения пожара и газовыделений выводятся на пультглавной операторной; стационарных систем контроля за радиационной и химической обстановкой на проектируемых объектах не предусматривается.

### **Производственный шум**

Одной из форм физического (волнового) загрязнения, адаптация к которой невозможна, является шум. Шумом называется комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта.

При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70дБпроисходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови.

Шум с уровнем давления более 90дБ приводит к болезням нервно-психического стресса и ухудшению слуха вплоть до полной глухоты (свыше 110дБ). Шум с высокой частотой колебания (20Гц-20кГц и выше) и случайной величиной амплитуды оказывает вредное влияние на организм человека и могут вызвать шумовую болезнь, которая характеризуется тугоухостью, гипертонией (гипотонией), головными болями.

В зонах с октавными уровнями давления выше 135дБ запрещается даже кратковременное пребывание.

Допустимые уровни звука и эквивалентные уровни, следующие:

- помещения управления, рабочие комнаты – 55дБА;
- постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятия – 80 дБА.

Уровни шума на всех объектах будут сведены к минимуму для того, чтобы:

- снизить риск повреждения органов слуха в рабочих зонах;
- обеспечить слышимость сигналов тревоги;
- обеспечить возможность передачи речи, телефонной и радиосвязи;
- поддерживать производительность труда на заданном уровне;
- создать приемлемые условия для сна и отдыха в жилых помещениях.

С целью снижения шума от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия, все агрегаты размещены в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;

- для снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжается мягкими вставками на всасывании и нагнетании;

- оборудование приточных систем – каркасно-панельные установки типа КЦКП в звукопоглощающем корпусе, агрегаты приточные канальные. на воздуховодах приточных и вытяжных систем на выходе их из вентиляционных камер устанавливаются шумоглушители, уменьшающие шум до нормируемых параметров.

- помещения отделяются звукопоглощающими материалами; размещение рабочих мест, машин и механизмов таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;

- для уменьшения механического шума предусматривается своевременно проводить ремонт оборудования, шире применять принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей.

Устанавливаемое на площадках строительства технологическое оборудование при его эксплуатации не является источником ультразвукового излучения, поэтому специальных мероприятий по уменьшению воздействия ультразвука на обслуживающий персонал не предусматривается.

### **Вибрация**

Вибрация, также как и шум, является загрязнителем окружающей среды. Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле.

Вибрация по способу передачи телу человека подразделяется на общую (воздействие на все тело человека) и локальную (воздействие на отдельные части тела – руки или ноги). Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексы организма. Постоянная вибрация повышенного плана, кроме того, вызывает у работающих раздражительность и другие неприятные ощущения.

Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни. Локальная вибрация вызывает спазмы сосудов, которые начинаются с концевых фаланг пальцев рук и распространяются на всю кисть, предплечье, захватывают сосуды сердца.

Органами здравоохранения систематически устанавливались ограничения на работах, связанных с вибрацией. В настоящее время предельно допустимые величины общей вибрации на рабочих местах регулируются санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Допустимые

уровни вибрации соблюдены на всех поверхностях, предназначенных для прохода, стояния или сидения при любых условиях

### **Освещение**

По типу источника света производственное освещение бывает: естественное, искусственное и совмещенное. Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения. Воздействие чрезмерной яркости может вызвать фотоожоги глаз и кожи, кератиты, катаракты и другие нарушения.

С позиции безопасности труда организация правильного освещения, зрительная способность и зрительный комфорт чрезвычайно важны. Необходимыми для зрительного комфорта условиями являются достаточное однородное освещение с оптимальной яркостью и отсутствием бликов, соответствующая контрастность предметов различения и форма, правильная цветовая гамма и отсутствие мерцания света.

Каждый вид деятельности, связанный с необходимостью различения того или иного объекта, требует определенного уровня освещенности на том участке, где эта деятельность осуществляется. Обычно, чем сильнее затруднено зрительное восприятие, тем выше должен



быть средний уровень освещенности. В качестве светильников аварийного освещения технологических блоков (зоны класса В-Ia) и котельной; в здании бытовом обслуживающего персонала и здании опорного пункта бригады используются светильники рабочего освещения, подключенные на групповые линии, запитанные от разных секций щита НКУ. В качестве светильников эвакуационного освещения в котельной, в здании бытовом обслуживающего персонала применены светильники со встроенными аккумуляторными батареями. В качестве светильников ремонтного освещения на площадке ДНС и линейных сооружениях трубопроводов применены взрывобезопасные фонари с аккумуляторными батареями.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **Разгерметизация сепаратора**

- В этом случае происходит падение давления в аппарате и на входе жидкости на ДНС.
- Поставить в известность пожарную охрану, ИТР цеха, начальника смены ЦИТС.
- Прекратить все огневые работы. Принять меры по локализации проливов жидкости на землю.
- Отсечь сепаратор, закрыв задвижки на входе и выходе жидкости, задвижку на линии выхода газа. Весь поток жидкости направить в исправный сепаратор.
- Вызвать на место аварии ремонтную бригаду.
- Выставить посты ограждения опасной зоны или предупреждающие знаки «ОГНЕОПАСНО».
- Слить жидкость из аварийного аппарата в дренажную емкость.

- Установить заглушки во фланцевых соединениях задвижек.
- Убрать территорию, устранить замазученность.
- Перед осмотром и ремонтом аппарат должен быть пропарен и промыт водой, проконтролировать уровень загазованности внутри аппарата.
- Приступить к ремонтным работам, если содержание нефтяных газов и паров не превышает ПДК.

;

### **Разгерметизация отстойника нефти**

- В этом случае происходит падение давления в аппарате.
- Поставить в известность пожарную охрану, ИТР цеха, начальника смены ЦИТС.
- Прекратить все огневые работы. Принять меры по локализации проливов жидкости на землю.
- Отсечь отстойник, закрыв задвижки на входе и выходе жидкости, задвижку на линии выхода газа. Весь поток жидкости направить в исправный сепаратор.
- Вызвать на место аварии ремонтную бригаду.
- Выставить посты ограждения опасной зоны или предупреждающие знаки «ОГНЕОПАСНО».
- Слить жидкость из аварийного аппарата в дренажную емкость. Установить заглушки во фланцевых соединениях.
- Убрать территорию, устранить замазученность.
- Перед осмотром и ремонтом аппарат должен быть пропарен и промыт водой, проконтролировать уровень загазованности внутри аппарата.

- Приступить к ремонтным работам, если содержание нефтяных газов и паров не превышает ПДК.

### **Разгерметизация газосепаратора ГС**

- Поставить в известность ИТР цеха, начальника смены ЦИТС, пожарную охрану.
- Прекратить все огневые работы, локализовать проливы жидкости на землю.
- Отсечь аппарат, закрыв задвижки и направить газ в газопровод минуя ГС.
- Вызвать на место аварии ремонтную бригаду.
- Выставить посты ограждения опасной зоны или предупреждающие знаки «ОГНЕОПАСНО», «ГАЗООПАСНО».
- Слить жидкость из аварийного аппарата в дренажную емкость, открыв задвижку д34
- Установить заглушки во фланцевых соединениях задвижек.
- Убрать территорию.
- Перед осмотром и ремонтом аппарат должен быть пропарен и промыт водой. Проконтролировать уровень загазованности внутри аппарата.
- Приступить к ремонтным работам, если содержание нефтяных газов и паров не превышает ПДК.

### **Порыв напорного нефтепровода**

- В этом случае происходит резкое падение давления в нефтепроводе, насосные агрегаты отключаются автоматически.
- Поставить в известность пожарную охрану, ИТР цеха, начальника смены ЦИТС.

- Прекратить все огневые работы, принять меры по локализации проливов нефти на землю.
- Закрывать задвижку выхода нефти с ДНС. Оповестить цех добычи, по возможности направить жидкость с кустов на соседние ДНС, в противном случае приступить к остановке скважин. Закрывать задвижку на входе ДНС.
- Вызвать на место аварии ремонтную бригаду со сварочной техникой.
- Закрывать приемные и выкидные задвижки на насосах.
- Выставить посты ограждения опасной зоны или предупреждающие знаки «ОГНЕОПАСНО».
- Убрать территорию, устранить загроможденность.
- Измерить уровень загазованности воздушной среды, при удовлетворительных результатах приступить к ремонтным работам.

### **Порыв газопровода**

- Поставить в известность пожарную охрану, ИТР цеха, начальника смены ЦИТС.
- Прекратить все огневые работы.
- Направить газ из газосепаратора на факел. Подачу метанола прекратить.
- Вызвать на место аварии ремонтную бригаду со сварочной техникой.
- Устранить загазованность в месте порыва, приступить к ремонтным работам.
- При одновременной аварии на нефтепроводе и газопроводе ДНС должны быть остановлены.

### **Пожар**

- При возгорании на технологической площадке необходимо выполнить

следующее:

- вызвать пожарную команду, скорую помощь, сообщить о пожаре начальнику цеха, диспетчеру, оповестить ответственных лиц по списку в соответствии с планом ликвидации аварии;
- прекратить доступ жидкости на ДНС.
- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения); в случае отказа автоматики произвести ручной запуск.
- остановить насосы, перекрыть задвижка на всасывающей и нагнетательной линиях;
- отключить при необходимости электроэнергию, кроме аварийного освещения, остановить агрегаты, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения до прибытия подразделений пожарной охраны;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Отходы – вещества или предметы, которые образованы в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления, которые удаляются, предназначены для удаления или подлежат удалению.

Критериями отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду являются:

степень опасности отхода для окружающей среды;

кратность разведения водной вытяжки из отхода, при которой вредное воздействие на гидробионты отсутствует.

При эксплуатации установки образуются следующие виды опасных отходов:

- шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов;
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более).

В соответствии со СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» – временное накопление каждого вида отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств, количественного соотношения компонентов и степени опасности для здоровья населения и среды обитания человека.

В зависимости от технологической и физико-химической характеристики отходов допускается их временно хранить в производственных или вспомогательных помещениях, в нестандартных складских сооружениях (под надувными, ажурными и навесными конструкциями), в резервуарах, накопителях, танках и прочих наземных и заглубленных специально оборудованных ёмкостях, на открытых приспособленных для хранения отходов площадках.

Накопление промышленных отходов на производственной территории осуществляется по цеховому принципу или централизованно. Условия сбора и накопления определяются классом опасности отходов, способу упаковки с учётом агрегатного состояния и надёжности тары».

Для установки контейнеров должна быть оборудована специальная площадка с бетонным или асфальтовым покрытием, ограниченная бордюром по периметру и имеющая подъездной путь для автотранспорта.

Размер площадок должен быть рассчитан на установку необходимого числа контейнеров, но не более 5. Расстояние от контейнеров до жилых зданий, должно быть не менее 20 м, но не более 100 м. При эксплуатации технологического оборудования на площадках основным видом отходов будут являться шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов. В их состав входят в различных пропорциях механические примеси, вода и нефтепродукты, скопившиеся на дне резервуаров для нефти и топлива, любых других емкостей для хранения, сосудов и сепараторов.

Контролю должны подвергаться все места временного складирования (хранения) отходов, образующихся на предприятии, и отходов потребления, с учётом их физико- химических свойств.

Обращение с отходами осуществляется в соответствии Инструкцией по обращению с отходами производства и потребления в ОАО «СН-МНГ» и другими внутренними локальными нормативными актами. Контроль в части соблюдения требований действующего законодательства осуществляется государственными органами в рамках плановых и внеплановых проверок. В процессе производственной деятельности на площадке установки образуются производственно-дождевые и бытовые стоки. Очищенные и обеззараженные бытовые стоки после смешения с производственно-дождевыми стоками поступают на установку биологической очистки воды.

При эксплуатации оборудования в атмосферу выделяются постоянные выбросы, а также аварийные сбросы при выходе из строя оборудования и трубопроводов. Выбросы загрязняющих веществ, при рабочем режиме эксплуатации оборудования будут постоянные и залповые (при продувке газопровода).

Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него:

- продуктов сгорания попутного газа на факелах, в котельной;
- утечек вредных веществ через дыхательные клапаны резервуара;
- вредных веществ от оборудования, размещаемого в блочных помещениях через воздухопроводы или дефлекторы;
- вредных веществ через вентиляционные трубы, воздушники емкостей;
- вредных веществ через неплотности фланцевых соединений сепараторов и емкостей.

Согласно "Рекомендациям по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)", Москва, Министерство охраны В процессе производственной деятельности на площадке установки образуются производственно-дождевые и бытовые стоки. Очищенные и обеззараженные бытовые стоки после смешения с производственно-дождевыми стоками поступают на установку биологической очистки воды.

При эксплуатации оборудования в атмосферу выделяются постоянные выбросы, а также аварийные сбросы при выходе из строя оборудования и трубопроводов. Выбросы загрязняющих веществ, при рабочем режиме эксплуатации оборудования будут постоянные и залповые (при продувке газопровода).

Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него:

- продуктов сгорания попутного газа на факелах, в котельной;
- утечек вредных веществ через дыхательные клапаны резервуара;
- вредных веществ от оборудования, размещаемого в блочных помещениях через воздухопроводы или дефлекторы;



- вредных веществ через вентиляционные трубы, воздушники емкостей;
- вредных веществ через неплотности фланцевых соединений сепараторов и емкостей.

Согласно "Рекомендациям по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)", Москва, Министерство охраны

Контроль величин ПДВ от неорганизованных источников выбросов рекомендуется осуществлять расчетно-балансовым методом с использованием расчетных методик:

РМ 62-91-90. Методика расчета вредных выбросов в атмосферу от нефтехимического оборудования. Воронеж, 1990.

РД 39-142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Краснодар, 2001.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». Госкомэкология России, М.1997.

Дополнение к «Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», НИИ «Атмосфера», СПб, 1999.

Контроль величин ПДВ от организованных источников выбросов рекомендуется осуществлять с помощью инструментальных замеров.

Периодичность контроля зависит от категории выброса загрязняющего вещества из организованного источника.

категория – 1 раз в квартал при каждом режиме выброса из источника, учтенного при разработке нормативов ПДВ (ВСВ);

категория – 2 раза в год при каждом режиме выброса из источника, учтенного при разработке нормативов ПДВ (ВСВ);

категория – 1 раз в год;

категория – 1 раз в пять лет.

Производственный контроль осуществляет централизованная специализированная служба.

В целях охраны, рационального использования и предупреждения загрязнения почвы, водоемов и воздушного бассейна предусматривается:

Система сбора и подготовки нефти полностью герметизирована.

Сварные стыки участков трубопроводов всех категорий подлежат 100% контролю физическими методами. После полной готовности участка или всего трубопровода производится испытание его на прочность и проверка на герметичность.

Для защиты трубопроводов от почвенной коррозии предусматривается наружная антикоррозионная изоляция.

Объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности.

Технологическое оборудование выбрано в блочном исполнении в соответствии с заданными технологическими параметрами, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, вентиляции.

Все аппараты, где возможно повышение давления выше рабочего, снабжены предохранительными клапанами.

Оборудование вытяжной вентиляции и электропечи, обслуживающие взрывоопасные помещения, предусмотрены во взрывозащищенном исполнении.

Пуск систем вытяжной периодической вентиляции от газоанализатора и от кнопки у основного входа в помещение. Приемные отверстия для

удаления воздуха размещаются в зоне наибольшего скопления взрывоопасных паров и газов.

Воздуховоды систем вентиляции выполняются из негорючих материалов.

Устья труб для выброса воздуха, содержащего взрывоопасные газы, располагают на высоте не менее 1 м над высшей точкой кровли, с учетом максимального рассеивания вредных и взрывоопасных веществ в атмосфере и не ближе 10 м от возможных источников воспламенения.

В целях поддержания расчетных температур в помещениях, а также экономии тепла и электроэнергии системы отопления и вентиляции оборудуются приборами контроля и управления.

Для снижения аэродинамического шума, все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжается мягкими вставками на всасывании и нагнетании.

## **5.5 Электробезопасность и молниезащита**

Электробезопасность. Защита от электрического тока

На установке применяется силовое высоковольтное оборудование, поэтому для предотвращения поражения электрическим током обслуживающего персонала, согласно ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление», необходимо предусмотреть заземляющее устройство, сопротивление которого должно быть не более 4 Ом согласно ПУЭ-2000, заземлить все нетоковедущие части технологического оборудования.

Защита от статического электричества. Заряды статического электричества могут образовываться и накапливаться при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам, при перемешивании продуктов, при переливании из сосуда в сосуд, при наливке их в емкость свободно падающей струей и способны достигать нескольких сотен киловольт. В результате

возможен разряд статического электричества, который может способствовать взрыву и пожару.

Для предотвращения возникновения зарядов статического электричества предусмотреть следующие мероприятия согласно ГОСТ 12.1.018-93 (1996) ССБТ «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»:

- всё оборудование, аппаратура, коммуникации, металлоконструкции установки должны быть заземлены и представлять собой на всём протяжении непрерывную электрическую цепь;
- с целью исключения налива нефтепродуктов свободно падающей струей предусмотреть поступление продуктов ниже уровня жидкости; расстояние от концов загрузочных труб до дна резервуаров, емкостей должно составлять не более 200 мм.

Молниезащита. Сепараторы и их конструкции, для их защиты от воздействия разрядов атмосферного электричества необходимо установить устройства двойных, стержневых молниеотводов согласно СО 153-34.21.122-2003 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

В качестве молниеприемных устройств необходимо использовать отдельно установленные на сооружениях молниеотводы, молниеприемные сетки, а также естественные молниеотводы, присоединенные к общему заземляющему устройству.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Оптимизация, реинжиниринг, модернизация, реконструкция все технические действия направленные на экономический эффект для компании, повышение ее рентабельности и устранение действующих проблем, в трудные времена для всей нефтяной отрасли это пусть к стабильной работы компании.

Выпускная бакалаврская работа и предлагаемые проектные решения при реализации на объекте исследования подтвержден экономический эффект свыше 70 миллионов рублей, увеличение производительности оборудования, новые метод разрушения устойчивых эмульсий, выполнение программы энергоэффективность.

В ходе выполнения работы мной был выбран объект дожимная насосная станция №2 Аганского месторождения, проанализировав работу объекта, его технических, экономических и эксплуатационных показателей, были предложены два организационно-технических мероприятий и проектных решения направленные на снижение эксплуатационных и капитальных затрат, выявленных проблем.

При внедрении коалесцирующих устройств на объекте за счет снижения нефтепродуктов в подтоварной воде, за счет улучшения качества подготовки воды и нефти планируется провести снижение подачи химреагента, снижение количества уловленной нефти и новый способы эксплуатации действующего оборудования.

При внедрении проекта консервации КНС-2 проект по методам «Бережливого производства» различным факторам и анализ рентабельность, показал действительный экономический эффект, отказ от обслуживания и дальнейших затрат.

Рассмотрев все аспекты проектных решений выпускная квалификационная работа по оптимизации работы, технологического

процесса на дожимной насосной станции рекомендована к внедрению в компании ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»